

На правах рукописи

КУКУЛИНСКАЯ Екатерина Юрьевна

Е. Кукур-

**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ПРИ ОСВОЕНИИ И
РЕМОНТЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**Специальность 25.00.15 – *Технология бурения
и освоения скважин***

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Санкт-Петербург - 2018

Работа выполнена в акционерном обществе
«Северо-Кавказский научно-исследовательский проектный
институт природных газов»

Научный руководитель –

доктор технических наук, профессор

Гасумов Рамиз Алиджавад оглы

Официальные оппоненты:

Нифантов Виктор Иванович

доктор технических наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
главный научный сотрудник

Кунавых Кирилл Сергеевич

кандидат технических наук, ФГБОУ ВО «Санкт-
Петербургский горный университет», кафедра разработки и
эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, старший
преподаватель

*Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Самарский
государственный технический университет»*

Защита диссертации состоится 30 ноября 2018 года в
13 ч 00 мин на заседании диссертационного совета
Д 212.224.02 при Санкт-Петербургском горном университете
по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, В.О. 21-я линия, дом 2,
ауд. №1163.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке
Санкт-Петербургского горного университета и на сайте
www.spmi.ru.

Автореферат разослан 28 сентября 2018 г.

УЧЁНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



Блинов
Павел Александрович

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования

Освоение газовых и газоконденсатных скважин является одним из важнейших этапов их заканчивания при строительстве и вводе в эксплуатацию после ремонтных работ. От правильного выбора методов освоения скважины зависит не только ее дальнейшая рациональная работа, но и эффективность разработки конкретного месторождения углеводородов. Данная проблема наиболее актуальна для газовых и газоконденсатных месторождений с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД).

Для предупреждения разрушения пласта-коллектора, пескопроявлений и образования глинисто-песчаных пробок в скважинах при их освоении, а также сохранения дальнейшей производительности скважин необходимо укреплять горные породы вокруг ствола скважины в призабойной зоне продуктивного пласта с целью сохранения его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Данная проблема является предметом широких научных и промысловых исследований. Весомый вклад в решении задач, связанных с предотвращением разрушения (призабойной зоны пласта) ПЗП и созданием эффективных методов укрепления разуплотненной породы при ремонте скважин, внесли: Баррил Р., Басарыгин Ю.М., Бондаренко В.А., Боумен М., Гасумов Р.А., Дадька В.И., Ефимов И.Н., Каушанский Д.А., Маслов В.Н., Могутов Н.А., Мосиенко В.Г., Перейма А.А., Снайдер Р., Остапов О.С., Сьюмен Д., Тананыхин Д.С., Чемезов П.В., Эллис Р. и др.

Для повышения качества и эффективности освоения и ремонта скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях с АНПД очевидным решением является применение физико-химических методов воздействия на ПЗП с использованием специальных технологических жидкостей, обеспечивающих укрепление и сохранение фильтрационных свойств продуктивного горизонта.

В связи с изложенным задача разработки и применения специальных технологических жидкостей для освоения и ремонта газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД является актуальной и определяет основное направление исследования диссертационной работы.

Цель работы – повышение эффективности освоения и ремонта газовых и газоконденсатных скважин в условиях АНПД.

Идея работы заключается в консолидации слабосцементированных пород ПЗП путем введения специальных

добавок укрепляющего действия в состав технологических жидкостей при освоении и ремонте скважин.

Основные задачи исследований:

1. Провести анализ причин возникновения разрушения ПЗП и пескопроявлений при освоении газовых и газоконденсатных скважин.
2. Изучить применяемые физико-химические методы и технологии предотвращения пескопроявлений при освоении скважин.
3. Разработать композицию на силикатной основе, исключаящую начальную стадию пескопроявления при освоении скважин, за счет укрепления ПЗП композитным белковым реагентом (БР) и исследовать ее свойства.
4. Разработать состав, содержащий водорастворимый полимер реагента гипан (ВПРГ), для укрепления разуплотненной породы перед освоением скважины путем подбора оптимального соотношения хлористых солей в рецептуре отверждающего раствора и исследовать его технологические свойства.
5. Разработать рецептуру газоцементного тампонажного раствора для консолидации разуплотненной зоны пласта с наличием каверн перед освоением скважин путем введения комплексонов фосфонового типа.

Научная новизна:

1. Установлено, что включение БР в состав укрепляющей жидкости на силикатной основе, позволяет увеличить сцепление связующего соединения с породой и повысить прочность скрепленного песчаника при сохранении его ФЕС, за счет прочного химического связывания молекулами БР адсорбированных на поверхности песчаных частиц силикат-ионов между собой в местах контакта песчинок.
2. Выявлено, что оптимально подобранная пара катионов хлористых солей в рецептуре отверждающего раствора позволяет получить плотную структуру геля путем связывания соседних карбоксильных групп полимера ВПРГ в составе вяжущего раствора, что обеспечивает снижение кольматации продуктивной зоны пласта и сохранение ФЕС пласта.
3. Определено, что введение смеси фосфоновых комплексонов – НТФ и фосфанола в газоцементный тампонажный раствор, позволяет увеличить время начала процесса газообразования в тампонажном растворе благодаря связыванию комплексонами катионов кальция и снизить динамическое напряжение сдвига за счет снижения ионов алюминия в жидкой фазе тампонажного раствора.

Практическая значимость:

Разработанный комплекс технологических решений направлен на повышение качества укрепления слабосцементированных коллекторов при проведении ремонтных работ и освоении газовых и газоконденсатных скважин, который позволит увеличить межремонтный период эксплуатации и производительность скважин за счет возможности повышения депрессии на пласт в условиях сохранения его устойчивого состояния. Практическая направленность работы заключается в следующих положениях:

1. Разработан состав для укрепления пласта продуктивного коллектора на начальной стадии выноса пластового песка при ремонте скважин, позволяющий равномерно по обрабатываемому интервалу прочно скрепить зерна песка в зоне их контакта и минимально воздействовать на ФЕС пласта, за счет улучшения реологических характеристик вяжущего раствора и повышения сцепления связующего вещества к песку.

2. Предложен состав с ВПРГ для консолидации разуплотненного песчаника продуктивного горизонта и технология его применения при освоении и ремонте скважин, обеспечивающий эффективное укрепление разуплотненной зоны пласта и способствующий снижению кольматации коллектора, путем получения эффективного связующего геля, отличающегося плотной структурой.

3. Разработан газоцементный тампонажный состав с улучшенными технологическими свойствами для консолидации разуплотненного песчаника с наличием каверн, применяемый при освоении и ремонте газовых скважин и обеспечивающий получение в пустотном пространстве прочного, равномерно распределенного и проницаемого цементного камень-фильтра, путем увеличения времени начала газообразования и снижения динамического напряжения сдвига тампонажного состава.

Основные положения и рекомендации диссертационной работы могут быть использованы в следующих направлениях:

- для научно-практического обеспечения и планирования работ по укреплению слабосцементированной ПЗП в газовых и газоконденсатных скважинах при их освоении и ремонте;
- при составлении и разработке нормативно-технических документов и отраслевых стандартов.

Методика исследований основана на применении теоретических и экспериментальных исследований, лабораторных и стендовых испытаний с использованием современных стандартных методик.

Защищаемые научные положения:

1. Включение белкового реагента в количестве 1 % (мас.) в состав на силикатной основе для укрепления слабосцементированных коллекторов, находящихся на начальной стадии пескопроявления при освоении скважин, позволяет равномерно по обрабатываемому интервалу скреплять зерна породы в монолитный прочный конгломерат при сохранении естественной проницаемости пласта.

2. Введение солей $MgCl_2$ и $CaCl_2$ в соотношении 0,6:0,4 в состав с полимером ВПРГ для укрепления разуплотненной породы пласта обеспечивает получение эффективного гелеобразного связующего в местах контакта песчаных частиц без существенного снижения проницаемости.

3. Введение комплексонов НТФ и фосфанол в соотношении 1,5:1 в газозементный тампонажный состав для консолидации ПЗП с наличием каверн, позволяет увеличить время начала газовыделения, снизить динамическое напряжение сдвига раствора, что обеспечивает формирование в кавернозной зоне прочного высоко проницаемого цементного камня-фильтра.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждена сходимостью и воспроизводимостью полученных результатов лабораторных и стендовых исследований с использованием современного поверенного оборудования и апробированных методов в сертифицированной научно-испытательной лаборатории.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на всероссийских, международных и региональных конференциях, в том числе V научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Газовой отрасли – энергию молодым ученым» (г. Ставрополь, 2013), X Международной научно-практической нефтегазовой конференции, посвященной 50-летию создания СЕВКАВНИПИГАЗ и 20-летию ОАО «СевКавНИПИГаз» (г. Ставрополь, 2013), XVIII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы развития газовой промышленности» (г. Тюмень, 2014), XVIII Международной научно-практической конференции «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса» (г. Владимир, 2014), XI Международной научно-практической нефтегазовой конференции (г. Кисловодск, 2014), Международной научно-практической конференции «Проблемы

устойчивого развития горных районов Северного Кавказа в условиях глобальных изменений: исследования и практика» (г. Грозный, 2014), XII Международной научно-практической нефтегазовой конференции (г. Кисловодск, 2015), IV Всероссийской научно-технической конференции «Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа» (г. Грозный, 2015).

Реализация результатов работы. Отдельные результаты диссертационного исследования использованы в рамках выполнения научно-исследовательских работ по заказу ПАО «Газпром». Разработанные технологические регламенты предназначены для применения на газовых и газоконденсатных месторождениях Западно-Сибирского региона с АНПД.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 20 печатных работ, в том числе 6 статей в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки РФ, и 1 патенте РФ.

Личный вклад автора. Выполнен анализ результатов ранее опубликованных работ; сформулированы цели и задачи исследования; усовершенствованы составы технологических жидкостей на силикатной основе, исключаяющие начальную стадию пескопроявления при освоении скважин и исследованы их технологические свойства; на уровне изобретения разработана рецептура газоцементного тампонажного раствора для консолидации разуплотненной зоны пласта с наличием каверн перед освоением скважин.

Структура и объём диссертационной работы. Диссертация состоит из введения, 4 глав и заключения, изложенных на 158 страницах машинописного текста, иллюстрируется 41 рисунком, включает 30 таблиц. Список использованных источников включает в себя 136 наименований.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы исследований, определена цель работы, приведены основные защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость работы.

В первой главе проведен анализ причин разрушения ПЗП и основных способов борьбы с пескопроявлениями при освоении и ремонте газовых и газоконденсатных скважин.

Опираясь на результаты анализа применяемых способов закрепления разуплотненной породы установлено, что химические методы укрепления составляют более 50% всех проводимых работ по консолидации разуплотненного коллектора. При этом в условиях повысившихся требований к технологическим параметрам применяемых составов и недостаточно высоким качеством укрепления

ПЗП возникает необходимость совершенствования наиболее эффективных составов технологических жидкостей, применительно к коллекторам, находящимся на различных стадиях пескопроявлений при освоении и ремонте скважин.

На основании приведенного материала сформировано направление научной работы – усовершенствовать рецептуры составов технологических жидкостей с целью улучшения их технологических показателей и параметров обработанного ими песчаника для эффективной борьбы с пескопроявлениями на различных этапах разрушения продуктивного коллектора.

Во второй главе представлены результаты исследований по усовершенствованию рецептур составов на силикатной основе для укрепления ПЗП при ремонте скважин, продуктивный пласт которых находится на начальной стадии пескопроявлений.

Промысловый опыт укрепления слабосцементированной породы в газовых скважинах на начальной стадии выноса пластового песка с применением составов на силикатной основе показал хорошие результаты, обусловленные отсутствием выноса механических примесей, хорошими ФЕС пласта и длительным межремонтным периодом работы скважин. Прежде всего, это связано с хорошими эксплуатационными характеристиками силикатов: необходимыми вяжущими свойствами, липкостью и повышенной адгезией к кварцевому песку.

Однако в современных условиях ввиду постоянно изменяющихся горно-геологических характеристик продуктивного пласта возрастают требования к основным технологическим показателям – прочности скрепленного песчаника при сохранении его ФЕС.

Опираясь на данные факты, целью проведения исследований было улучшение технологических свойств состава на силикатной основе и обработанного им песчаного керна по следующим основным критериям:

1) хорошая проникающая способность закрепляющих жидкостей в разуплотненную зону пласта, включая микротрещины и микроканалы;

2) достаточная прочность закрепления слабосцементированной породы с одновременным сохранением ФЕС обрабатываемого участка.

Усовершенствуемый закрепляющий состав представляет собой двухрастворную композицию, состоящую из вяжущего раствора

высокомодульного силиката марки «Монасил Н-28» и отверждающей жидкости – раствора хлорида кальция.

Модификацию укрепляющего состава проводили путем усовершенствования его рецептуры в двух направлениях:

– введения в вязущий раствор состава для укрепления ПЗП функциональной добавки – БР, улучшающей технологические характеристики композиции.

– совершенствования применяемого в промышленных условиях состава на силикатной основе с модифицирующим реагентом ВПРГ путем включения в отверждающий раствор соли хлорида магния.

Модификация состава путем введения БР

Введение в состав закрепляющей композиции модифицирующей добавки БР с химической точки зрения обусловлено его совместимостью с силикатами и предположением о возможности повышать сцепление молекул силиката к песчаным частицам за счет наличия в его составе нескольких функциональных групп, способных образовывать дополнительные связи как с породой пласта, так и с адсорбированными на ее поверхности силикат-ионами.

С целью обеспечения беспрепятственной закачки технологических жидкостей в разуплотненный коллектор были изучены реологические характеристики вязущих растворов с различной концентрацией БР от 0,3 % до 1,5 мас. %, и композиции-аналога, где в качестве функциональной добавки применен ВПРГ в первые часы после приготовления (рис.1).

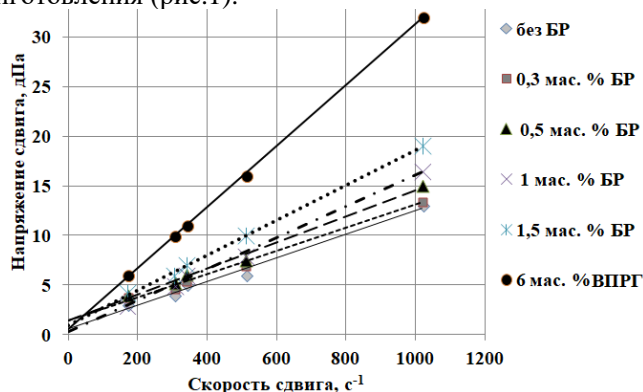


Рисунок 1 – Влияние компонентного состава вязущего раствора на реологическую модель течения жидкости

Установлено, что исследуемые вязущие жидкости подчиняются ньютоновской модели течения, а прямые вязущих растворов с модифицирующей добавкой БР расположены ближе к оси x , обуславливая минимальное влияние реагента на пластическую вязкость жидкостей, что позволяет беспрепятственно закачивать вязущую жидкость с БР в разуплотненный коллектор.

Вторым немаловажным критерием успешности укрепления ПЗП является необходимость осуществить фильтрацию укрепляющей жидкости на определенную глубину в разуплотненный интервал коллектора. Для создания качественно укрепленного неконсолидированного пласта глубина проникновения вязущего состава должна быть не менее 0,5-0,65 м. С помощью математических расчетов установлена зависимость, отражающая влияние реологических характеристик вязущих жидкостей, горно-геологических параметров скважин Западно-Сибирского региона – K (проницаемости) в диапазоне от 0,5 до 2,0 мкм^2 , m (пористости) пласта от 0,3 до 0,9 долей на создание технологически необходимого значения репрессии на коллектор для достижения минимально заданной глубины проникновения вязущей жидкости в неконсолидированную зону. Отмечено, что, к примеру, при одинаковых параметрах $\Delta P=2$ МПа и $K=1,5$ мкм^2 глубина проникновения вязущей жидкости при введении БР с концентрацией 1 мас. % равна 0,5 м, а при добавлении ВПРГ всего 0,36 м.

Испытания песчаных кернов, обработанных составами для укрепления ПЗП, по основным критериям – прочностные характеристики и ФЕС керна, проводили на установке ДТС-06-50 и УИПК-1М соответственно (табл. 1).

Определено, что хорошие прочностные показатели имеют керны, обработанные композицией с содержанием 1 мас. % БР (№4) и составом с ВПРГ (№6), при этом газопроницаемость последнего значительно ниже. Это обусловлено тем, что ВПРГ, в отличие от инертного БР, имеет высокую реакционную чувствительность к солям поливалентных металлов, приводящей к образованию гелеобразной массы, способной закупорить поровое пространство и снизить проницаемость.

Таблица 1 – Влияние компонентного состава вяжущей жидкости на свойства скрепленного песчаного зерна

№	ПР, мас. %		К, мкм ²		К _{в.п.} , %	R _{сж.} , МПа	ε, %
	БР	ВПРГ	До обработки	После обработки			
1	без ПР		2,12	1,74	82,08	1,32	0,5
2	0,3	-	2,04	1,66	81,37	1,44	0,73
3	0,5	-	2,07	1,68	81,16	2,27	1,32
4	1	-	2,05	1,67	81,46	2,86	1,32
5	1,5	-	2,00	1,58	79,00	2,16	1,35
6	-	6	2,03	1,51	74,38	2,63	1,42

Примечание: ПР – полимерный реагент; К – газопроницаемость; К_{в.п.} – коэффициент восстановления проницаемости; R_{сж.} - прочность на сжатие; ε – относительная деформация

Таким образом, оптимальными технологическими показателями обладает образец №4 (К_{в.п.}=81,46 %, R_{сж.} = 2,86 МПа, ε=1,32 %).

Установление образуемой химической связи между скрепляющим веществом и породой пласта определяли путем исследования поверхности среза образца зерна № 4 под микроскопом методом ИК-спектроскопии.

На рис. 2 изображен ИК-спектр образца № 4.

Установлено наличие взаимодействия карбоксильной группы белка с ионом кальция. Последний выступает в качестве связующего звена между отрицательно заряженной молекулой белкового реагента и адсорбированным на поверхности песчаной частицы силикат-ионом, на что указывает появление полосы поглощения в области 492 см⁻¹, которая соответствует низкочастотной области и отвечает колебаниям связи Si-O-Ca. За деформационные колебания концевых связей O-Si-O отвечает полоса 1023 см⁻¹ и 873 см⁻¹, а за колебания связей кальция с кислородом в Ca-O полоса 416 см⁻¹.

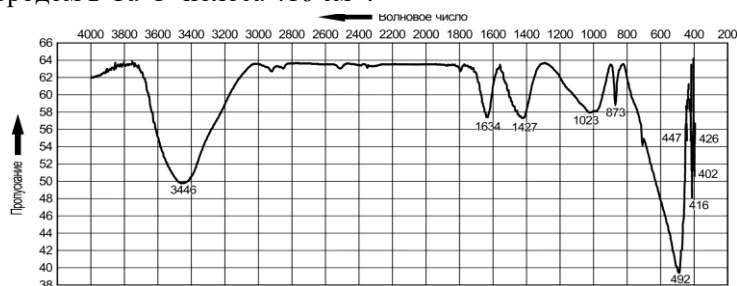


Рисунок 2 – ИК-спектр осадка образца №4

Интерпретация данных ИК-спектроскопии проиллюстрирована на рисунке 3 в виде схемы, отображающей механизм контакта скрепляющего соединения с поверхностью песчаной частицы.

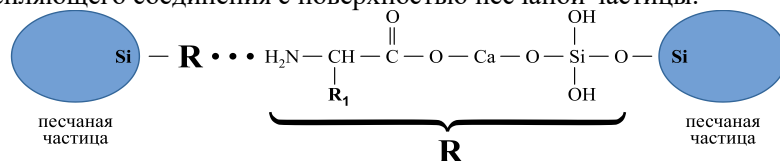


Рисунок 3 – Схема химического взаимодействия компонентов укрепляющего состава: «Монасила Н-28», БР и отверждающего раствора хлорида кальция с поверхностью породы:

R_1 – углеводородный радикал

На рисунке 4 изображена фотография скола керна, скрепленного составом №4, где черным контуром обведено связующее вещество, представляющее собой упругую гелеобразную массу, расположенную в зоне контакта песчинок, при этом сохраняется высокая проницаемость порового пространства, которое остается свободным для беспрепятственного прохождения через него газового флюида.

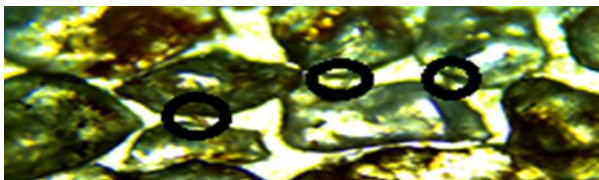


Рисунок 4 – Микрофотография керна, обработанного составом №4

Таким образом, установлено, что введение БР в количестве 1 мас. % в состав на силикатной основе улучшает его технологические свойства: увеличивается сцепление силикатов к песчанику и возрастает прочность скрепленного песчаника на 1,54 МПа ($R_{сж.} = 2,86$ МПа), а ФЕС практически сохраняются $K_{в.п.} = 81,46$ %.

Совершенствование состава на силикатной основе, содержащего реагент ВПРГ

Применение состава на силикатной основе для укрепления ПЗП, содержащего реагент ВПРГ, несмотря на хорошие прочностные характеристики ($R_{сж.} = 2,63$ МПа) и показатель относительной деформации ($\epsilon = 1,42$ %) оказывает отрицательное влияние на ФЕС обработанного образца керна №6 в сторону их ухудшения ($K_{в.п.} = 74,38$ %). Это связано с тем, что при взаимодействии компонентов состава образуется рыхлый гель с недостаточно плотной эластичной

структурой, который коагулирует поровое продуктивное пространство. Указанное приводит к снижению одного из основных критериев, определяющих качество укрепления скважин – проницаемости коллектора, что приводит к падению дебита скважины.

С учетом химической структуры полимера ВПРГ и получаемых на его основе при воздействии коагулянтов – солей поливалентных металлов – гелей, были проведены исследования, которые базировались на подборе таких комбинаций хлористых солей, которые позволили бы получить гель с удовлетворительными технологическими свойствами – высокой плотностью, хорошей эластичностью и минимальным коагулирующим эффектом.

Отмечено, что вышеперечисленные свойства геля зависят от оптимального подбора величин эффективных радиусов пар катионов. Катионы с радиусом менее 0,095 нм способствуют глобулизации молекул полимера, а катионы с радиусом более 0,095 нм приводят к образованию межмолекулярных связей.

Реакция взаимодействия ВПРГ с отверждающим раствором хлорида кальция идет за счет связывания карбоксильных групп соседних молекул полимера катионами Ca^{2+} , чей ионный радиус составляет 0,106 нм, с образованием геля, склонного с течением времени к выделению несвязанной воды, имеющейся в структуре геля, и потере его первоначальных свойств. На основании этого был произведен подбор, улучшающих плотностную структуру получаемого геля, коагулянтов – хлористых солей поливалентных металлов, осуществляемый согласно следующим критериям:

- эффективный ионный радиус катиона металла менее 0,095 нм,
- доступность, экологическая безопасность, длительный срок хранения.

В полной степени вышеперечисленным требованиям удовлетворяют соли MgCl_2 и AlCl_3 .

Был рассмотрен химизм взаимодействия полимера ВПРГ с хлористыми солями: структуру и склонность геля к старению исследовали путем установления степени синерезиса, т.е. определения количества отделившейся от геля воды с течением времени.

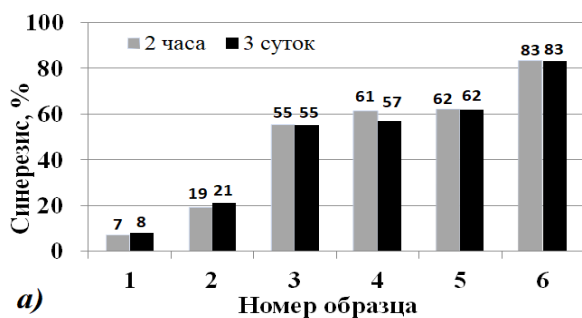
С этой целью были приготовлены следующие растворы:

- 5% -ный раствор ВПРГ;
- растворы №№1-6 на основе MgCl_2 и CaCl_2 в долевом соотношении 1:0; 0,8:0,2; 0,6:0,4; 0,4:0,6; 0,2:0,8; 0:1 соответственно;
- растворы №№1-6 на основе AlCl_3 и CaCl_2 в долевом соотношении 1:0; 0,8:0,2; 0,6:0,4; 0,4:0,6; 0,2:0,8; 0:1 соответственно.

Осаждение полученного раствора ВПРГ осуществляли путем постепенного введения при перемешивании к последнему коагулирующих растворов солей хлоридов поливалентных металлов в объемном соотношении полимера к коагулянту 1:1. Сразу после сливания растворов определяли внешний вид, структуру полученного геля осуществляли измерение объема отделившейся воды через 2 часа и 3 суток после приготовления. На рисунке 5 отражена зависимость синерезиса получаемого геля от уровня долевого содержания солей в полимерной дисперсии.

Установлено, что введение в раствор полимера ВПРГ коагулирующих жидкостей на основе смеси солей хлорида магния и кальция приводит к образованию однородных плотных гелей, что отражено на графиках (рис. 5 б) – синерезис испытываемых гелей во всех образцах больше 80%.

Реакция получения геля с различной структурой и степенью синерезиса обусловлена характером взаимодействия катионов Ca^{2+} , Mg^{2+} и Al^{3+} с полимером ВПРГ. Ионный радиус катиона Ca^{2+} составляет 0,106 нм, катиона Mg^{2+} - 0,078 нм, Al^{3+} - 0,057 нм. Катион Ca^{2+} имеет эффективный радиус больший 0,095 нм, что обуславливает связывание карбоксильных групп соседних макромолекул полимера между собой, при этом внутримолекулярного взаимодействия катиона с карбоксильными группами не происходит, в результате чего образуется гель, в структуре которого содержится большое количество несвязанной воды.



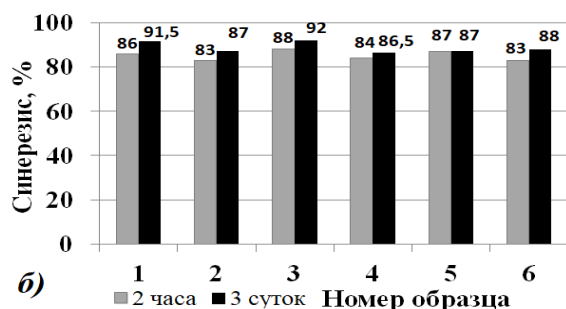


Рисунок 5 – Зависимость степени синерезиса получаемого геля от уровня долевого содержания солей в полимерной дисперсии:
а – CaCl_2 и AlCl_3 ; *б* – CaCl_2 и MgCl_2

Связывание же соседних карбоксильных групп одной молекулы возможно за счет введения катионов Mg^{2+} или Al^{3+} . Валентность катиона Al^{3+} обуславливает его способность к химическому взаимодействию по трем связям. Это обстоятельство способствует энергичному сворачиванию молекул полимера ВПРГ путем связывания катионом Al^{3+} соседних карбоксильных групп, а оставшаяся свободная связь притягивает свернутые молекулы друг к другу. Поэтому получаемый гель в зависимости от количественной доли катиона Al^{3+} в смеси имеет вид творожистой аморфной массы с размером конгломератов от 3 до 6 мм, не имеющей адгезии к стеклянной поверхности и при механическом перемешивании превращаемой в суспензию.

Экспериментальным путем определено, что при воздействии двухвалентного катиона Mg^{2+} в смеси с катионом Ca^{2+} на полимер образуется гель, отличающийся более плотной эластичной структурой за счет практически полного вытеснения несвязанной воды из ячеек.

Введение в состав отверждающего раствора CaCl_2 соли MgCl_2 в соотношении 0,4:0,6 соответственно обеспечивает улучшение технологических показателей обработанного укрепляющей композицией скрепленного образца керна – коэффициент восстановления проницаемости керна увеличивается на 9 % $K_{в.п.} = 83,4$ % при сохранении его высокой прочности $R_{сж.} = 2,61$ МПа.

В третьей главе исследован и усовершенствован газоцементный тампонажный состав, используемый для укрепления скважин при ремонте скважин, призабойная зона которых характеризуется наличием каверн.

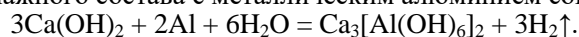
Анализ зарубежного и отечественного опыта борьбы с пескопроявлениями при условии образования каверн в ПЗП показал,

что одним из эффективных способов укрепления пород скважин в данном случае является создание искусственного коллектора из проницаемого цементного камня.

Преимуществом использования газоцементного тампонажного раствора перед другими расширяющимися композициями заключается в простоте его приготовления, относительной дешевизне, доступности используемых реагентов, а также в увеличении прочности образуемого цементного камня с течением времени.

Однако, такой газоцементный тампонажный раствор имеет недостаточно хорошие технологические характеристики, обусловленные преждевременным газообразованием, высоким значением динамического напряжения сдвига (ДНС) и низкой прочностью образуемого цементного камня.

Газовыделение в тампонажном растворе с повышением пористости обусловлено взаимодействием гидроксида кальция тампонажного состава с металлическим алюминием согласно реакции:



Комплексный анализ результатов исследований имеющегося уровня технологий укрепления ПЗП газоцементными тампонажными растворами при освоении и ремонте газовых скважин показал, что одним из способов улучшения технологических свойств газоцементного раствора является введение в тампонажную смесь комплексонов. Действие этих реагентов основано на блокировании активных центров катионов Ca^{2+} и Al^{3+} в тампонажном составе, в результате чего достигается торможение реакции с металлическим алюминием.

Проведены исследования, направленные на установление влияния смеси фосфоновых комплексонов НТФ и фосфанола в составе тампонажного раствора на его технологические свойства.

Интенсивность газообразования в тампонажном растворе различных рецептур: № 1 (портландцемент, алюминиевый порошок и вода), № 2 (портландцемент, алюминиевый порошок, вода и комплексон СКАСАК) и № 3 (портландцемент, алюминиевый порошок, вода и смесь фосфанола с НТФ в соотношении 1:1,5 соответственно) в течение 3 ч наблюдения (рис. 6) оценивалась по увеличению его объема (или высоты образца) в цилиндрическом сосуде.

В таблице 2 указаны основные технологические свойства газоцементного тампонажного раствора и получаемого цементного камня рецептур №1-№3.

Установлено, что введение смеси фосфоновых комплексонов в газоцементный тампонажный раствор рецептуры № 3 в отличие от

раствора рецептуры № 1, в которую комплексоны не введены, позволяет значительно снизить время начала газовыделения и порообразование в первые часы после приготовления состава, снизить ДНС и увеличить прочность получаемого цементного камень-фильтра. На рисунке 7 проиллюстрирован срез цементного камня образцов №1-№3, образуемый при его твердении в течение 3 часов.

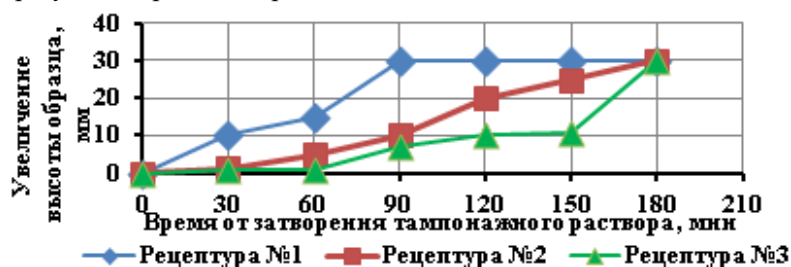


Рисунок 6 – Изменение высоты образцов в результате газообразования

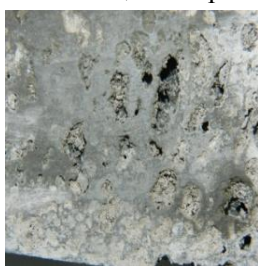
Таблица 2 – Технологические свойства газоцементного тампонажного раствора с введением комплексонов различного типа и без и получаемого цементного камня

№	Компонентный состав	Свойства газоцементного тампонажного раствора**				Свойства цементного камня**	
		ρ, кг/м ³	РС, м	ДНС, дПа	ВНГ, мин	ОП, %	R _и , МПа
1	Тампонажный раствор*	1830	19,0	73	48	51,2	2,50
2	Тампонажный раствор+ СКАСАК	1790	19,5	56	60	53,7	2,78
3	Тампонажный раствор+ (фосфанола + НТФ)	1830	20,0	52	75	56,5	4,32

Примечание: * – тампонажный состав (портландцемент ПЦТ-100, алюминиевый порошок и вода); ** РС – растекаемость; ВНГ – время начала газовыделения; ОП – открытая пористость; R_и – прочность при изгибе

Взаимодействие алюминиевого агента и комплексонов в тампонажном растворе приводит к снижению реакционной способности

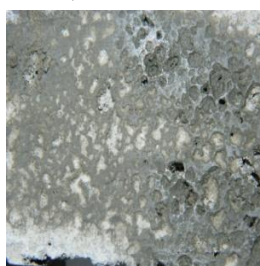
алюминиевого порошка как газообразователя за счет адсорбции НТФ на его частицах с образованием на них защитного изоляционного слоя.



а) без введения
комплексона



б) с введением
комплексона
СКАСАК



в) с введением смеси
комплексона
НТФ и фосфанол

Рисунок 7 – Поверхность среза цементного камня

Установлено, что в результате введения смеси фосфанол и НТФ в тампонажный раствор, в жидкой фазе которого находится гидроксид кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и гелеобразные соединения алюминия (Al^{3+}), происходит взаимодействие указанных комплексона с поливалентными катионами Ca^{2+} и Al^{3+} с образованием устойчивых комплексонатов металлов хелатного типа. При этом существенно замедляется время начала выделения газа и снижается показатель ДНС в тампонажном растворе. Высокая реакционная способность смеси фосфанол и НТФ обусловлена подбором лигандов этих фосфоновых комплексона и их количественным соотношением при взаимодействии с поливалентными катионами металлов.

При взаимодействии фосфоновых комплексона с катионами Ca^{2+} нарушается устойчивое равновесие в системе $\text{Ca}(\text{OH})_2$ - новообразования, что препятствует формированию $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в хорошо закристаллизованном состоянии, удерживая его в гелеобразной или полукристаллической форме. Происходящее при этом изменение рН жидкой фазы тампонажного раствора, а также сопряженная адсорбция фосфанол и НТФ на поверхности частиц минералов цементного клинкера (алюминатов, силикатов, алюмоферритов кальция) тормозит развитие кристаллической фазы в ранние сроки твердения и приводит к формированию более однородной и мелкодисперсной структуры камня с развитием большого числа связей на единицу объема в последующий период кристаллизации. При этом дополнительному увеличению прочности цементного камня способствует равномерное распределение пор в его объеме за счет замедленного процесса газовыделения.

В четвертой главе представлены практические рекомендации по применению усовершенствованных композиций.

Реализация технологии укрепления ПЗП составами на силикатной основе при освоении и ремонте скважин предусматривает поэтапную закачку вязущей, буферной и отверждающей жидкостей. После проведения всех операций скважину закрывают на время реакции в течение 1 суток и затем производят освоение скважины путем ее плавного запуска. В процессе освоения удаляется избыток продуктов взаимодействия технологических жидкостей с созданием депрессии, не превышающей значения, при котором может разрушаться укрепленный песок пласта-коллектора и производится очищение фильтрационных каналов для прохождения газового флюида без значительного снижения первоначальной проницаемости продуктивного пласта.

Крепление призабойной зоны газоцементным тампонажным составом производят путем заполнения заколонного пустотного пространства газоцементным тампонажным составом, после отверждения которого формируется вспенено-проницаемый цементный камень-фильтр. В процессе реакции взаимодействия гидроксида кальция тампонажного состава с алюминиевым агентом образуется газ-водород, который способствует получению увеличенного в объеме пористого и проницаемого цементного камня.

Заключение

1. На основе систематизации основных факторов разрушения коллектора определены основные причины пескопроявлений и способы борьбы с выносом песка при освоении и ремонте скважин.

2. Экспериментально установлено, что введение белкового реагента в количестве 1 мас. % в состав обеспечивает сохранение низкой вязкости вязущего раствора $\eta=8$ мПа·с, а течение такой жидкости подчиняется ньютоновской модели, способствуя проникновению вязущей жидкости в пласт. Применение белкового реагента способствует упрочнению связи основного скрепляющего вещества с песчаной породой пласта благодаря явлению «обволакивания» адсорбированных на поверхности песчаных частиц силикат-ионов молекулами белкового реагента, что приводит к повышению прочности консолидированного песчаного образца $R_{сж.}=2,86$ МПа при сохранении коэффициента восстановления проницаемости $K_{в.п.}=81,46$ %.

3. Выявлено, что наиболее плотный гель, имеющий минимальное количество несвязанной воды в своей структуре, образуется путем воздействия на раствор полимера ВПРГ коагулирующей смесью с

количественным соотношением солей хлорида магния и кальция, равным 0,6:0,4. Обработка песчаного керна данной композицией позволяет увеличить коэффициент восстановления проницаемости $K_{в.п.}$ на 9 % ($K_{в.п.} = 83,4\%$) при высокой прочности крепления $R_{сж.} = 2,61$ МПа.

4. Установлено, что введение смеси фосфанол и НТФ в газоцементный тампонажный раствор в сравнении с аналогом позволяет снизить динамическое напряжение сдвига на 7,1 %, увеличить время начала газовыделения на 25 %, увеличить прочность при изгибе на 55 %.

**Наиболее значимые работы:
в журналах ВАК Минобрнауки РФ:**

1. Перейма А.А. Анализ причин разрушения призабойной зоны пласта в нефтегазовых скважинах и методы его предотвращения / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 5. – С. 35-41 (автора 0,1 п.л.).

2. Перейма А.А. Укрепление слабосцементированных пород в нефтегазовых скважинах химической обработкой призабойной зоны пласта / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // Газовая промышленность. – 2014. – № 9. – С.108-113 (автора 0,08 п.л.).

3. Перейма А.А. Влияние комплексонов на газообразование в тампонажном растворе для укрепления слабосцементированных пород призабойной зоны пласта / А.А. Перейма, Е.Ю. Кукулинская // Вестник СКФУ. Научный журнал. Ставрополь: СКФУ, 2015. – № 1(46). – С.69-74 (автора 0,14 п.л.).

4. Гасумов Р.А. Технологические решения, направленные на ограничение выноса пластового песка из добывающих газовых скважин / Р.А. Гасумов, Е.Ю. Кукулинская // Наука. Инновации. Технологии. – 2016. – № 3. – С.165-176 (автора 0,23 п.л.).

5. Гасумов Р.А. Укрепление слабосцементированных пород продуктивного пласта / Р.А. Гасумов, Е.Ю. Кукулинская, Ю.К. Димитриади, Б.Ф. Галай // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – №11. – С. 32-35 (автора 0,04 п.л.).

6. Гасумов Р.А. Исследование состава на силикатной основе для укрепления слабосцементированной породы пласта / Р.А. Гасумов, Е.Ю. Кукулинская, А.Я. Третьяк, В.П. Мочалов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – №1(69). –С. 54-61 (автора 0,1 п.л.)

Патенты РФ:

7. Пат. 2552261 Российская Федерация, МПК Е 21 В 33/138, С09 К 8/467. Газоцементный тампонажный раствор / Перейма А.А., Кукулинская Е.Ю. – № 2014125934/03; заявл. 26.06.14; опубл. 10.06.15.